

PARERE 19 LUGLIO 2022
335/2022/I/EEL

VALUTAZIONE DELLO SCHEMA DI PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE 2021

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1213^a riunione del 19 luglio 2022

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- il Regolamento (CE) 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 (di seguito: Regolamento (CE) 714/2009);
- il Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013 (di seguito: Regolamento (UE) 347/2013);
- il Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018 sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima;
- il Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: Regolamento (UE) 2019/943);
- il Regolamento Delegato (UE) 2022/564 della Commissione del 19 novembre 2021 che modifica il regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda l'elenco unionale dei progetti di interesse comune (di seguito: lista PCI 2021);
- il Regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee che modifica i regolamenti (CE) n. 715/2009, (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 e le direttive 2009/73/CE e (UE) 2019/944, e che abroga il regolamento (UE) n. 347/2013 (di seguito: nuovo regolamento TEN-E);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come successivamente modificato e integrato;
- il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica, e successive modifiche e integrazioni (di seguito: legge 290/2003);

- la legge 23 agosto 2004, n. 239, recante riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia (di seguito: legge 239/2004);
- il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- la legge 11 settembre 2020, n. 120, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale (di seguito: legge 120/2020);
- il decreto-legge 1 marzo 2021, n. 22 convertito con legge 22 aprile 2021, n. 55 (di seguito: decreto-legge 22/21);
- la legge 19 novembre 2021, n. 217, di ratifica ed esecuzione dell'Accordo tra il Governo della Repubblica italiana ed il Governo della Repubblica tunisina sullo sviluppo di una infrastruttura per la trasmissione elettrica finalizzata a massimizzare gli scambi di energia tra l'Europa ed il Nord Africa, fatto a Tunisi il 30 aprile 2019;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210;
- la decisione della Commissione Europea C(2014) 9904 del 17 dicembre 2014 sull'esenzione ai sensi dell'articolo 17 del regolamento (CE) 714/2009 per quanto concerne due interconnettori elettrici tra l'Italia e la Slovenia, come successivamente modificata e prolungata dalle decisioni della Commissione Europea C(2017) 1209 del 16 febbraio 2017, C(2019) 689 del 28 gennaio 2019, C(2021) 557 del 28 gennaio 2021;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 25 giugno 1999, recante determinazione dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale e sue successive integrazioni (di seguito: decreto 25 giugno 1999);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive del 23 dicembre 2002 (di seguito: decreto 23 dicembre 2002);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004), recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: RTN);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 20 aprile 2005, recante concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale e la relativa convenzione allegata;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 dicembre 2010, recante modifica e aggiornamento della convenzione annessa alla concessione rilasciata alla società Terna S.p.A. (di seguito: Terna) per le attività di trasmissione e dispacciamento (di seguito: concessione);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 25 giugno 2015, recante l'approvazione del Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2012;

- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 14 febbraio 2017, recante disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 20 novembre 2017, recante l'approvazione del Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2015, con prescrizioni e indirizzi;
- il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, trasmesso alla Commissione Europea, del 31 dicembre 2019, pubblicato il 21 gennaio 2020 sul sito internet del Ministero dello Sviluppo Economico (di seguito: PNIEC);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 25 febbraio 2020, recante l'approvazione dei Piani decennali di sviluppo della RTN relativi agli anni 2016 e 2017, con prescrizioni e indirizzi;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 8 febbraio 2021, recante l'approvazione del Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2018, con prescrizioni e indirizzi (di seguito: decreto 8 febbraio 2021);
- il decreto n. 390 del Ministro della Transizione Ecologica del 25 novembre 2021, riguardante Programma Isole Verdi, nell'ambito del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR);
- il decreto del Direttore Generale per l'Approvvigionamento, l'Efficienza e la Competitività Energetica del Ministero della Transizione Ecologica del 21 gennaio 2022, riguardante l'approvazione della graduatoria dei progetti pervenuti a valere sull'Avviso pubblico "Progetti integrati innovativi per le isole minori non interconnesse";
- il parere dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 22 maggio 2013, 214/2013/I/EEL, recante la valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2012;
- il parere dell'Autorità 21 maggio 2015, 238/2015/I/EEL, recante la valutazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della RTN relativi agli anni 2013 e 2014;
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL e, in particolare, il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL, recante requisiti minimi per la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della RTN (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL);
- il parere dell'Autorità 4 novembre 2016, 630/2016/I/EEL, recante la valutazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della RTN relativi agli anni 2015 e 2016;
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2017, 654/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 19 ottobre 2017, 689/2017/R/GAS (di seguito: deliberazione 689/2017/R/GAS);
- la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2017, 856/2017/R/EEL, recante in particolare l'aggiornamento della deliberazione 627/2016/R/EEL;

- il parere dell’Autorità 14 dicembre 2017, 862/2017/I/EEL, recante la valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2017;
- il parere dell’Autorità 18 dicembre 2018, 674/2018/I/EEL, recante la valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2018 (di seguito: parere 674/2018/I/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 18 dicembre 2018, 692/2018/R/EEL, recante modifiche alla deliberazione dell’Autorità 627/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 692/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2018, 698/2018/R/EEL, recante determinazione di parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione dell’output del servizio di trasmissione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale (di seguito: deliberazione 698/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 567/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 567/2019/R/EEL) ed il relativo Allegato A;
- la memoria dell’Autorità 21 maggio 2020, 175/2020/I/COM (di seguito: memoria 175/2020/I/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 21 maggio 2020, 176/2020/R/EEL recante decisione ai sensi del Regolamento UE 347/2013 in merito alla ripartizione dei costi di investimento per il progetto di interesse comune 3.27 interconnessione tra la Sicilia e la Tunisia (di seguito: deliberazione 176/2020/R/EEL);
- la memoria dell’Autorità 31 luglio 2020, 300/2020/I/COM (di seguito: memoria 300/2020/I/COM);
- il parere dell’Autorità 22 dicembre 2020, 574/2020/I/EEL, riguardo la valutazione degli schemi di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2019 e 2020 (di seguito: parere 574/2020/I/EEL);
- il parere dell’Autorità 22 dicembre 2020, 575/2020/I/EEL, riguardante l’aggiornamento dell’ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale;
- la deliberazione dell’Autorità 2 febbraio 2021, 37/2021/R/EEL recante approvazione della joint opinion dell’Autorità e del regolatore austriaco sulla richiesta di esenzione dei promotori del progetto Wurmlach (AT) - Somplago (IT) (di seguito: deliberazione 37/2021/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 26 ottobre 2021, 446/2021/R/EEL, recante determinazione di parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione dell’output del servizio di trasmissione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale;
- il Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete, di cui al DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete), come verificato positivamente dall’Autorità, e in particolare il relativo Allegato A.74 “Metodologia Analisi Costi-Benefici - ACB 2.0”;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità 7 agosto 2018, 11/2018;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità 5 ottobre 2018, 14/2018;

- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità 18 febbraio 2021, 1/2021;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità 1 aprile 2022, 3/2022;
- il Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2017 (di seguito: Piano di sviluppo 2017);
- il Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2018 (di seguito: Piano di sviluppo 2018);
- lo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2019, pubblicamente disponibile sul sito dell’Autorità (di seguito: schema di Piano 2019);
- lo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2020, pubblicamente disponibile sul sito dell’Autorità (di seguito: schema di Piano 2020);
- lo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2021, pubblicamente disponibile sul sito dell’Autorità (di seguito: schema di Piano 2021);
- le risultanze del processo di consultazione pubblica sullo schema di Piano 2021 e della relativa sessione pubblica di discussione del 6 ottobre 2021, come disponibili sul sito internet dell’Autorità;
- i seguenti documenti di Terna, pubblicamente disponibili sul sito internet di Terna:
 - “Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, rapporto finale, dicembre 2018”;
 - lo schema di “Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo 2020” pubblicato ai fini di consultazione pubblica il 3 novembre 2020;
 - “Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo 2020” trasmesso all’Autorità con comunicazione del 10 dicembre 2020 (di seguito: rapporto capacità obiettivo 2020);
- le verifiche degli esperti indipendenti su alcuni interventi dei Piani di sviluppo 2017 e 2018;
- la proposta di aggiornamento della metodologia di analisi costi-benefici per progetti di trasmissione elettrica, predisposta da ENTSO-E e pubblicata l’11 febbraio 2020;
- l’opinione dell’ACER No. 03/2020 del 6 maggio 2020 sulla metodologia ENTSO-E di analisi costi-benefici (di seguito: Opinione 03/2020);
- il rapporto di scenari per il *Ten Year Network Development Plan* (di seguito: TYNDP) 2020 predisposto da ENTSO-E e ENTSOG;
- il rapporto *Identification of System Needs* 2020 predisposto da ENTSO-E e pubblicato il 10 agosto 2020 ai fini di consultazione pubblica avviata il 6 novembre 2020 (di seguito: rapporto TYNDP *System Needs* 2020);
- l’opinione dell’ACER No. 06/2020 del 5 novembre 2020 sullo schema di rapporto di scenari di ENTSO-E e ENTSOG per il TYNDP 2020 (di seguito: Opinione 06/2020);

- l'opinione dell'ACER No 03/2021 del 3 maggio 2021 sugli aspetti metodologici dello schema di TYNDP 2020 di ENTSO-E (di seguito: Opinione 03/2021);
- l'opinione dell'ACER No 04/2021 del 3 maggio 2021 sui progetti elettrici dello schema di TYNDP 2020 di ENTSO-E (di seguito: Opinione 04/2021);
- il TYNDP 2020 di ENTSO-E;
- l'opinione dell'ACER No 05/2021 del 19 luglio 2021 sui piani nazionali di sviluppo della trasmissione elettrica (di seguito: Opinione 05/2021);
- la lista di progetti per il TYNDP 2022, pubblicata da ENTSO-E il 24 gennaio 2022;
- le comunicazioni di Terna:
 - del 27 aprile 2018 prot. 3080, prot. Autorità 14240 del 30 aprile 2018, riguardante il rapporto di analisi costi benefici del secondo polo del collegamento tra Italia e Montenegro, disponibile per la consultazione pubblica del Piano 2018 sul sito dell'Autorità;
 - dell'11 giugno 2020, prot. Terna 35139, prot. Autorità 18421 dell'11 giugno 2020, recante il rapporto di sintesi delle verifiche esterne indipendenti;
 - del 21 maggio 2021, prot. Autorità 22148 del 21 maggio 2021;
 - del 14 luglio 2021, prot. Autorità 28152 del 15 luglio 2021 recante parte della documentazione resa poi disponibile per la consultazione pubblica dello schema di Piano 2021 sul sito dell'Autorità;
 - del 5 agosto 2021, prot. Autorità del 5 agosto 2021, recante la relazione contenente gli approfondimenti delle analisi relative all'HVDC Sicilia - Continente, disponibile per la consultazione pubblica dello schema di Piano 2021 sul sito dell'Autorità;
 - del 5 novembre 2021, prot. Autorità 41578 del 5 novembre 2021;
 - del 30 novembre 2021, prot. Autorità 45003 del 30 novembre 2021;
 - del 3 dicembre 2021, prot. Autorità 45545 del 3 dicembre 2021;
 - del 4 aprile 2022, prot. Autorità 14745 del 4 aprile 2022;
 - del 12 aprile 2022, prot. Autorità 16270 del 12 aprile 2022;
 - del 17 giugno 2022, prot. Autorità 27077 del 20 giugno 2022;
- le comunicazioni del direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità a Terna:
 - prot. 26905 del 5 luglio 2021;
 - prot. 39825 del 26 ottobre 2021;
 - prot. 12141 del 21 marzo 2022.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO IL QUADRO LEGISLATIVO ITALIANO:

- la legge 481/95, nel delineare il quadro generale e le funzioni assegnate all'Autorità, prevede:
 - a) all'articolo 1, comma 1, che il sistema tariffario armonizzi “gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi

- generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”;
- b) all’articolo 2, comma 12, lettera e), che le tariffe dei servizi regolati siano stabilite ed aggiornate dall’Autorità “in modo da assicurare la qualità, l’efficienza del servizio e l’adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale”;
- l’articolo 42, comma 1, del decreto legislativo 93/11, integra le finalità dell’articolo 1 della legge 481/95 includendo, tra le altre, quelle di:
 - a) eliminare le restrizioni agli scambi di energia elettrica tra gli Stati membri e sviluppare adeguate capacità di trasmissione transfrontaliere, per soddisfare la domanda e migliorare l’integrazione dei mercati nazionali;
 - b) assicurare condizioni regolatorie appropriate per il funzionamento efficace e affidabile delle reti dell’elettricità, tenendo conto degli obiettivi a lungo termine;
 - c) contribuire a conseguire, nel modo più efficace sotto il profilo dei costi, lo sviluppo di sistemi non discriminatori sicuri, affidabili ed efficienti orientati al consumatore;
 - l’articolo 36, comma 1, del decreto legislativo 93/11 dispone che l’attività di trasmissione e dispacciamento dell’energia sia riservata allo Stato e sia svolta in regime di concessione da Terna, che opera come gestore del sistema di trasmissione ai sensi dell’articolo 1, comma 1, del decreto legislativo 79/99, secondo modalità definite nella concessione;
 - l’articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/11, come modificato dalla legge 120/2020, riguardo la *governance* del Piano di Sviluppo, prevede che:
 - a) Terna predisponga un Piano decennale di sviluppo della RTN (di seguito: Piano di sviluppo) ogni due anni;
 - b) il Ministro dello Sviluppo Economico [attualmente il Ministro della Transizione Ecologica, per effetto del decreto-legge 22/21], acquisito il parere delle Regioni interessate e tenuto conto delle valutazioni formulate dall’Autorità, approvi il Piano di sviluppo;
 - l’articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/11, riguardo i contenuti del Piano di Sviluppo, prevede che il Piano di Sviluppo:
 - a) sia coerente con gli obiettivi in materia di fonti rinnovabili, di decarbonizzazione e di adeguatezza e sicurezza del sistema energetico stabiliti nel Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima;
 - b) individui le linee di sviluppo degli interventi elettrici infrastrutturali da compiere nei dieci anni successivi, anche in risposta alle criticità e alle congestioni riscontrate o attese sulla rete;
 - c) individui gli investimenti programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo;
 - d) individui una programmazione temporale dei progetti di investimento, secondo quanto stabilito nella concessione;
 - inoltre, l’articolo 9 della concessione prevede che il concessionario del servizio predisponga un Piano di sviluppo che contenga, tra l’altro, i seguenti elementi:

- a) un'analisi costi-benefici degli interventi e l'individuazione degli interventi prioritari;
 - b) l'indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico preventivato;
 - c) una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente, con l'indicazione delle cause delle mancate realizzazioni o dei ritardi, dei tempi effettivi di realizzazione e dell'impegno economico sostenuto;
 - d) un impegno della concessionaria a conseguire un piano minimo di realizzazioni nel periodo di riferimento, con indicatori specifici di risultato, in particolare per quanto riguarda la riduzione delle congestioni;
 - e) un'apposita sezione relativa alle infrastrutture di rete per lo sviluppo delle fonti rinnovabili volta a favorire il raggiungimento degli obiettivi nazionali con il massimo sfruttamento della potenza installata, nel rispetto dei vincoli di sicurezza del sistema elettrico;
- l'articolo 36, comma 13, del decreto legislativo 93/11, prevede che l'Autorità:
 - a) sottoponga il Piano di sviluppo, secondo i propri autonomi regolamenti, a una consultazione pubblica;
 - b) renda pubblici i risultati di tale consultazione;
 - c) trasmetta gli esiti della propria valutazione al Ministro dello Sviluppo Economico [attualmente al Ministro della Transizione Ecologica, per effetto del decreto-legge 22/21];
 - l'articolo 36, comma 14, del decreto legislativo 93/11, prevede che l'Autorità controlli e valuti l'attuazione del Piano di sviluppo;
 - l'articolo 36, comma 14-bis, del decreto legislativo 93/11, introdotto dal decreto legislativo 210/2021, prevede che l'Autorità verifichi la coerenza del Piano di sviluppo con i fabbisogni individuati nell'ambito della procedura di consultazione pubblica e con il piano decennale di sviluppo della rete dell'Unione europea; inoltre, l'Autorità valuta la coerenza del Piano di sviluppo con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima; in esito a tali verifiche l'Autorità può richiedere al gestore della rete di trasmissione nazionale di modificare il Piano di sviluppo presentato;
 - l'articolo 43, comma 3, del decreto legislativo 93/11, prevede che l'Autorità vigili sui programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione;
 - l'articolo 43, comma 6, del decreto legislativo 93/11 dispone che l'Autorità effettui un'analisi dei programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione sotto il profilo della loro conformità [al Piano] di sviluppo della rete a livello comunitario e che tale analisi possa includere raccomandazioni per la modifica dei predetti piani di investimento.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO IL QUADRO LEGISLATIVO DELL'UNIONE:

- il Regolamento (UE) 2019/943 e il nuovo regolamento TEN-E prevedono disposizioni in materia di:

- a) adozione, ogni due anni, di un TYNDP non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario;
 - b) attività di definizione di scenari ai fini della predisposizione del TYNDP, che hanno natura congiunta elettricità-gas a partire dall'entrata in vigore del nuovo regolamento TEN-E;
 - c) preparazione e regolare aggiornamento di una metodologia di analisi costi benefici da applicare al TYNDP;
 - d) preparazione, a partire dall'entrata in vigore del nuovo regolamento TEN-E, di un rapporto di valutazione degli *infrastructure gaps* (detti anche *needs*);
 - e) verifiche della coerenza tra il TYNDP europeo e i piani nazionali di sviluppo della rete;
 - f) identificazione, ogni due anni, di un elenco di progetti di interessi comune (PCI);
- infine, l'articolo 3(6) del nuovo regolamento TEN-E prevede che i PCI diventino parte integrante dei piani decennali nazionali per lo sviluppo delle reti pertinenti a norma dell'articolo 51 della direttiva (UE) 2019/944 e, se del caso, di altri piani nazionali infrastrutturali interessati. A tali progetti di interesse comune è accordata la massima priorità possibile nell'ambito di ciascuno di questi piani.

CONSIDERATO CHE, IN RELAZIONE AI PRECEDENTI PIANI E SCHEMI DI PIANO:

- con la deliberazione 627/2016/R/EEL, come modificata in ultimo dalla deliberazione 692/2018/R/EEL, l'Autorità ha aggiornato e integrato le proprie disposizioni per la consultazione pubblica del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
- ai sensi dell'articolo 3, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL, il Piano decennale comprende, dandone chiara distinzione: i) interventi di sviluppo pianificati, che costituiscono parte integrante e sostanziale del Piano decennale; ii) interventi "in valutazione" o "allo studio", per cui non sono previste attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale e che possono diventare interventi "pianificati" nei successivi Piani decennali;
- il punto 6 della deliberazione 627/2016/R/EEL prevede che, a decorrere dallo schema di Piano successivo a quello del 2017, siano applicati i requisiti minimi della metodologia di analisi costi benefici almeno a tutti gli interventi di sviluppo con costo di investimento stimato pari o superiore a 15 milioni di euro;
- con il decreto 8 febbraio 2021 il Ministro dello Sviluppo Economico ha approvato il Piano di sviluppo 2018, nei limiti e tenuto conto delle prescrizioni e degli indirizzi riportati nelle premesse del decreto medesimo; in particolare, il Ministro ha ritenuto di recepire le valutazioni dell'Autorità sullo schema di Piano 2018, espresse nel parere 674/2018/I/EEL ad eccezione di quanto indicato dall'Autorità in merito all'interconnessione Italia - Tunisia, che il Ministro ha ritenuto di porre in fase di pianificazione, nel rispetto delle condizioni contenute nell'Accordo Intergovernativo del 30 aprile 2019;

- con il proprio parere 574/2020/I/EEL l’Autorità ha espresso parere favorevole a tre interventi per i quali erano stati previsti approfondimenti o espresse riserve nei pareri dell’Autorità su precedenti schemi di Piano;
- con il medesimo parere 574/2020/I/EEL l’Autorità ha richiesto che gli interventi relativi al secondo polo dell’interconnessione Italia - Montenegro (parte dell’intervento codice 401-P) e all’HVDC Italia - Slovenia (parte dell’intervento codice 200-I) fossero posti “in valutazione”, ossia senza attività realizzative nell’orizzonte di Piano decennale;
- con il medesimo parere 574/2020/I/EEL l’Autorità ha rilasciato nulla osta all’approvazione degli schemi di Piano 2019 e 2020, ad esclusione dei due progetti indicati al punto precedente e con condizioni su tre ulteriori interventi, richiamate nel seguito delle presenti premesse;
- lo schema di Piano 2019 e lo schema di Piano 2020 sono in corso di valutazione da parte del Ministero della Transizione Ecologica;
- i tempi per la valutazione e l’approvazione dei piani di sviluppo sono principalmente determinati dalla procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), a cui è sottoposto lo schema di Piano;
- tali tempistiche possono tradursi, in ultima analisi, in ritardi di realizzazione dei progetti di sviluppo della rete, con possibili impatti negativi anche per l’integrazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, obiettivo ormai comune alla maggior parte dei progetti previsti nei Piani; e d’altronde, gli effetti positivi dell’applicazione della VAS al Piano di sviluppo, consistenti nell’identificazione di alternative e strategie di mitigazione degli impatti, sono spesso raggiunti, con efficacia anche superiore, grazie all’applicazione della procedura di Valutazione di impatto ambientale (VIA) ai singoli progetti;
- al riguardo, con le proprie memorie 175/2020/I/COM e 300/2020/I/COM, l’Autorità ha già segnalato alle competenti commissioni parlamentari che la direttiva 2001/42/CE non richiederebbe la valutazione ambientale strategica per i piani di sviluppo della rete, in quanto piani di una società di diritto privato, e non di una autorità statale o locale, e ha proposto la revisione delle procedure finalizzata all’accelerazione dei tempi di conclusione dei procedimenti autorizzativi, compresa l’esclusione del Piano di sviluppo dall’applicazione della procedura di valutazione ambientale strategica.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO LE PRINCIPALI VALUTAZIONI EFFETTUATE DALL’AUTORITÀ NELLA PREPARAZIONE DEL PRESENTE PARERE:

- nel quadro legislativo italiano ed europeo sopra delineato, tenendo conto delle valutazioni nel precedente parere 574/2020/I/EEL sopra richiamate, le valutazioni dell’Autorità hanno principalmente riguardato:
 - a) i principali elementi di costruzione degli scenari dello schema di Piano 2021, alla luce delle attività svolte da ENTSO-E in materia di scenari di sviluppo e delle relative Opinioni di ACER;

- b) le verifiche di conformità e coerenza dello schema di Piano con il TYNDP europeo;
- c) fra i progetti del TYNDP europeo, un *focus* sul progetto di seconda interconnessione Italia - Malta;
- d) la sintesi dei risultati del processo di consultazione pubblica sullo schema di Piano 2021;
- e) considerazioni sulle attività di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, a livello italiano e a livello europeo;
- f) caratteristiche generali dello schema di Piano 2021 in termini di costi complessivi di Piano e di benefici e impatti complessivi degli interventi;
- g) informazioni e considerazioni dell'Autorità su specifici interventi dello schema di Piano 2021:
 - HVDC Sicilia - Continente;
 - secondo polo dell'interconnessione Italia - Montenegro;
 - intervento di interconnessione HVDC Italia - Slovenia;
 - collegamento SA.CO.I. 3;
 - interconnessione Italia - Tunisia;
 - proposte di nuovi interventi dello schema di Piano 2021;
 - proposta di nuovo HVDC Italia - Grecia;
 - proposta di interconnessione con l'isola di Favignana;
 - proposta di interconnessione con l'isola del Giglio;
 - proposte di variazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale;
- h) considerazioni sui progetti di promotori diversi da Terna.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO AGLI SCENARI:

- gli scenari sviluppati in ambito europeo sono un elemento delle verifiche di coerenza e delle verifiche di conformità tra piani europei e piani nazionali che l'Autorità deve valutare ai sensi dell'articolo 36, comma 14-bis e dell'articolo 43, comma 6 del decreto legislativo 93/11 e forniscono importanti informazioni sul comportamento atteso del sistema elettrico europeo;
- ENTSO-E e ENTSOG hanno pubblicato lo schema di rapporto di scenari per il TYNDP 2020 a fine giugno 2020;
- i tre scenari descritti in tale rapporto sono: *National Trends 2.0* (aggiornato a marzo 2020 a seguito della consultazione pubblica), *Distributed Energy* e *Global Ambition*;
- ACER ha adottato e pubblicato l'Opinione 06/2020 sugli scenari del TYNDP 2020, in cui ha criticato la durata eccessiva del processo di preparazione degli scenari e l'assenza di uno scenario c.d. *slow progress*;
- nel TYNDP 2020 ENTSO-E ha inoltre presentato i risultati dell'analisi costi benefici per un quarto scenario denominato *Current Trends*;
- con le deliberazioni 654/2017/R/EEL e 689/2017/R/GAS, in un'ottica di intersettorialità e complementarità tra i settori elettrico e gas (cd. *sector*

- integration*), e al fine di garantire coerenza nelle ipotesi per la pianificazione delle infrastrutture di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, l'Autorità ha disposto che Terna e Snam Rete Gas S.p.A. (di seguito: Snam) predisponessero scenari coordinati per gli schemi di Piano 2020;
- a settembre 2019 Snam e Terna hanno pubblicato il Documento di Descrizione degli Scenari 2019 (di seguito: DDS 2019) redatto congiuntamente e propedeutico alla realizzazione delle analisi costi benefici;
 - il DDS 2019 descrive quattro scenari:
 - a) Business As Usual (BAU) agli anni orizzonte 2025, 2030 e 2040;
 - b) Centralised (CEN) agli anni orizzonte 2025, 2030 e 2040
 - c) Decentralised (DEC) agli anni orizzonte 2025, 2030 e 2040;
 - d) PNIEC, agli anni orizzonte 2025 e 2030;
 - ai fini dell'analisi costi benefici dello schema di Piano 2021 Terna ha utilizzato lo scenario BAU (anni orizzonte 2030 e 2040);
 - con il punto 9 del parere 574/2020/I/EEL, l'Autorità ha disposto che Snam e Terna rendessero pubblico l'aggiornamento del documento congiunto di descrizione degli scenari, da applicare nei Piani di sviluppo 2021 della rete di trasporto di gas naturale e di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
 - Snam e Terna hanno pubblicato il documento "National Trend Italia 2021";
 - ai fini dell'analisi costi benefici dello schema di Piano 2021 Terna ha utilizzato anche lo scenario *National Trends* Italia (anni orizzonte 2025, 2030 e 2040);
 - in parte per effetto delle tempistiche di predisposizione, negli scenari dello schema di Piano 2021 non sono considerati:
 - a) l'approvazione della cosiddetta *Climate Law* europea, che ha innalzato al 55% l'obiettivo europeo di riduzione al 2030 delle emissioni di gas effetto serra e i conseguenti impatti sugli scenari di sviluppo dei sistemi elettricità e gas;
 - b) la differente previsione di allocazione territoriale di impianti di generazione rinnovabili rispetto alla distribuzione territoriale prevista dal PNIEC;
 - c) la possibile crescente connessione di impianti di generazione *offshore* (rispetto alla previsione del PNIEC di 900 MW all'anno 2030);
 - d) possibili differenze nello sviluppo di impianto di accumulo in Italia rispetto a quanto previsto dal PNIEC;
 - e) gli effetti di medio-lungo termine correlati alla situazione di stress dei prezzi dell'energia iniziate nel 2021;
 - f) gli effetti di medio-lungo termine sull'andamento dei prezzi della CO₂, che hanno registrato forti incrementi a partire da inizio 2021;
 - g) gli effetti di lungo termine correlati alla cosiddetta operazione militare speciale della Russia in Ucraina, iniziata il 24 febbraio 2022.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO LA COERENZA DELLO SCHEMA DI PIANO CON IL TYNDP EUROPEO:

- i TYNDP europei sono un altro elemento delle verifiche di coerenza e di conformità tra piani europei e piani nazionali che l’Autorità deve valutare ai sensi dell’articolo 36, comma 14-bis e dell’articolo 43, comma 6 del decreto legislativo 93/11, oltre che una fonte di informazioni sul comportamento atteso del sistema elettrico europeo e sui progetti previsti;
- il TYNDP 2020 include 18 progetti relativi all’Italia, in cui sono ricompresi 22 investimenti;
- ACER ha adottato e pubblicato l’Opinione 03/2021 sugli aspetti metodologici dello schema di TYNDP 2020. In questa opinione, ACER ha criticato i seguenti aspetti:
 - a) il ritardo nel processo di preparazione degli scenari e la carenza di dati;
 - b) la scarsa consultazione delle metodologie per la definizione degli scenari e per l’identificazione dei *system needs*;
 - c) un approccio non bilanciato all’analisi costi benefici, per la scarsa tracciabilità dello scenario *Current Trends*;
 - d) l’assenza di analisi dei benefici oltre l’anno 2030.
- ACER ha adottato e pubblicato l’Opinione 04/2021 sui progetti nello schema di TYNDP 2020. In questa opinione, relativamente ai progetti italiani, ACER (in base a interazioni con gli uffici dell’Autorità) ha:
 - a) osservato che i progetti con impatto *cross-border* Italia – Svizzera San Giacomo, Dobbiaco (IT) - Lienz (AT), stazione Volpago (IT), HVDC Italia - Francia non erano inclusi nel TYNDP 2020;
 - b) indicato l’incongruenza dello stato “*under construction*” associato all’investimento codice 1503 (“Second HVDC Module IT-ME”) parte del progetto TYNDP codice 28 Italia - Montenegro, e sottolineato la possibile distorsione delle analisi per effetto dell’inclusione di questo investimento nella rete base del TYNDP 2020;
 - c) notato che il progetto codice 1059 “*Southern Italy*” non riportava la motivazione per la clusterizzazione degli investimenti nel progetto;
 - d) osservato che le indicazioni sugli incrementi di capacità di trasporto associati ai progetti 323 (“Dekani (SI) - Zaule (IT) interconnection”) e 324 (“Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI) interconnection”) erano contraddittorie e non chiare;
 - e) riportato le osservazioni trasmesse dall’Autorità su alcune informazioni fornite riguardo i seguenti investimenti
 - codice TYNDP 1041 “rimozione limitazioni in Italia centrale”;
 - codice TYNDP 1378 “Tunur”;
 - codice TYNDP 1380 Wurmlach (AT) - Somplago (IT);
 - codice TYNDP 1384 Castasegna (CH) - Mese (IT);
 - codice TYNDP 1458 SA.CO.I. 3;
 - codice TYNDP 1478 Dekani (SI) - Zaule (IT);

- codice TYNDP 1482 Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);
 - codice TYNDP 1503 secondo modulo HVDC Italia - Montenegro;
 - codice TYNDP 1521 HVDC Villanova - Fano;
 - codice TYNDP 1555 Lienz (AT) - Veneto Region (IT);
 - codice TYNDP 1556 Prati (IT) - Steinach (AT);
 - codice TYNDP 1557 tri-terminal link;
 - codice TYNDP 1727 Montecorvino - Avellino - Benevento Nord;
 - codice TYNDP 616 Salgareda - Bericevo;
 - codice TYNDP 635 Elmed (Italia - Tunisia);
 - codice TYNDP 645 Laino - Altomonte;
 - codice TYNDP 86 Foggia - Villanova;
 - codice TYNDP 96 Deliceto - Bisaccia.
- l'elenco progetti del TYNDP 2022, pubblicato da ENTSO-E il 24 gennaio 2022, rispetto al TYNDP 2020:
 - non include il progetto codice 336 Prati di Vizzate (IT) - Steinach (AT);
 - presenta separatamente due investimenti *Tyrrhenian Link East* e *Tyrrhenian Link West* nell'ambito dello stesso progetto codice 339;
 - include il nuovo progetto codice 1085 di seconda interconnessione Italia - Malta;
 - include il nuovo progetto codice 1109 con due investimenti Aliano - Montecorvino e linea a nord di Benevento;
 - include il nuovo progetto codice 1110 di cavo sottomarino Bolano - Paradiso;
 - include il nuovo progetto codice 1112 di seconda interconnessione HVDC Grecia - Italia.
 - in maggior dettaglio, l'elenco progetti del TYNDP 2022 riporta precisazioni o variazioni delle date previste di entrata in esercizio (con un solo caso di anticipazione), come dettagliato nella seguente tabella:

Codice progetto	Codice invest.	Descrizione	Data prevista TYNDP 2022	Data prevista TYNDP 2020
26	614	Passo Resia IT-AT	06-2023	2023
28	1503	Secondo HVDC (600 MW) Italia-Montenegro	12-2026	2026
29	635	Interconnessione Italia - Tunisia	12-2027	2027
33	90	Calenzano - Colunga	12-2023	2023
33	1041	Rimozione limitazioni Villanova - S. Barbara	12-2026	2026
127	86	Foggia - Villanova	12-2027	2024
127	96	Deliceto - Bisaccia	12-2021	2021
150	616	HVDC Salgareda (IT) - Bericevo/Divaca (SI)	12-2040	2028
174	1014	Greenconnector HVDC Italia - Svizzera	12-2026	2024
210	1380	Wurmlach (AT) - Somplago (IT)	01-2026	2023
250	1384	Castasegna (CH) - Mese (IT)	03-2025	2024

Codice progetto	Codice invest.	Descrizione	Data prevista TYNDP 2022	Data prevista TYNDP 2020
283	1378	Tunisia - Montalto di Castro VSC HVDC	09-2028	2026
283	1430	HVDC converter Montalto - Terna Montalto	09-2028	2026
299	1458	SACOI 3	12-2026	2024
323	1478	Zaule (IT) - Dekani (SI)	04-2025	2025
324	1482	Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI)	06-2024	2023
338	1521	Villanova - Fano HVDC	12-2028	2030
339	1557	Tyrrhenian HVDC link - West	12-2027	2025
339	1795	Tyrrhenian HVDC link - East	12-2028	nuovo
375	1555	220 kV Lienz - Veneto Region (IT)	12-2030	2027
1059	645	Laino - Altomonte (ex progetto 127)	12-2027	2027
1059	1727	Montecorvino - Avellino - Benevento Nord	12-2028	2030
1085	1751	AC link Malta - Sicily	12-2025	nuovo
1109	1796	Aliano - Montecorvino	12-2030	nuovo
1109	1797	linea 400 kV Nord Benevento	12-2030	nuovo
1110	1798	Bolano – Paradiso	12-2026	nuovo
1112	1799	HVDC Italy (Galatina) - Greece (Arachthos)	12-2030	nuovo

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO IL PROGETTO ITALIA - MALTA:

- come detto, sulla base della lista progetti pubblicata da ENTSO-E, il TYNDP 2022 includerà il progetto di seconda interconnessione Italia - Malta;
- la figura 37 dello schema di Piano 2021 elenca i “progetti di interconnessione pianificati e sviluppati su iniziative private - dettagli” e include in questo elenco una richiesta di Enemalta Plc per un collegamento Ragusa – Mactab da connettere in antenna alla stazione 220 kV di Ragusa;
- lo schema di Piano 2021 indica che *“i progetti d’iniziativa privata rappresentano un elemento di particolare complessità ed incertezza essendo l’effettiva realizzazione dell’investimento vincolata ad una valutazione economica in capo all’investitore privato. Per tale ragione e al fine di evitare una pianificazione sovrastimata sul sistema elettrico, con conseguente impatto ambientale sui territori interessati, sono tenute in conto nella definizione degli scenari di Piano di Sviluppo quei progetti per i quali è stato sottoscritto apposito contratto di connessione alla RTN e rilasciata l’esonazione da parte del MiSE; ad oggi risulta sottoscritto il contratto del secondo cavo di alimentazione di Malta con la società ENEMALTA”*;
- non risultano disponibili, né fra le schede dei progetti privati, né nell’allegato connessioni allo schema di Piano 2021, informazioni di dettaglio relative al progetto Italia - Malta.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO I RISULTATI DELLA CONSULTAZIONE DELLO SCHEMA DI PIANO 2021:

- l’Autorità ha avviato il procedimento di consultazione dello schema di Piano 2021, con comunicato del 9 agosto 2021, ai sensi della deliberazione 627/2016/R/EEL;
- nell’ambito della consultazione, il 6 ottobre 2021, Terna ha organizzato una sessione pubblica con la presentazione dello schema di Piano 2021 e risposte da parte di Terna ai quesiti dei soggetti interessati;
- le presentazioni della sessione pubblica del 6 ottobre 2021, le osservazioni dei soggetti interessati e le contro-osservazioni di Terna sono state pubblicate sul sito internet dell’Autorità;
- la valutazione dello schema di Piano 2021 è stata condotta anche alla luce delle osservazioni formulate dai soggetti interessati nell’ambito della consultazione, nonché delle contro-osservazioni di Terna a tali osservazioni;
- nell’ambito della consultazione, alcuni soggetti hanno evidenziato, tra l’altro, per quanto riguarda aspetti procedurali:
 - a) apprezzamento per il lungo periodo di consultazione previsto, necessario per un’analisi approfondita dei contenuti del Piano;
 - b) apprezzamento per la diffusione da parte di Terna delle risposte ai primi quesiti pervenuti dagli operatori;
 - c) la necessità di maggiore trasparenza sul programma per l’adeguamento e l’eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico (c.d. Programma per la Sicurezza o anche “Piano di Difesa”), di cui all’articolo 1quinquies, comma 9 della legge 27 ottobre 2003, n. 290, per gli aspetti meno sensibili;
 - d) la richiesta di porre in consultazione il Programma per la Sicurezza;
 - e) l’opportunità che Terna fornisca il resoconto sullo stato di avanzamento dei singoli interventi di sviluppo oggetto dei precedenti Piani di Sviluppo con cadenza annuale;
 - f) l’opportunità di svolgere un *benchmarking* delle analisi costi benefici nazionali usate in Europa, per valutare miglioramenti della metodologia di analisi costi benefici;
- nell’ambito della consultazione, per quanto riguarda gli scenari e l’analisi costi benefici:
 - a) è stato espresso apprezzamento per il recente aggiornamento dello scenario *National Trends Italia*, ma è stato anche osservato che la scenaristica legata al Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (predisposto nel 2018 e approvato nel 2019) è obsoleta;
 - b) è stato espresso apprezzamento per il nuovo Allegato “Evoluzione Rinnovabile” in quanto utile per meglio comprendere lo stato del sistema elettrico in termini di capacità installata e richieste di installazione per impianti FER e sistemi di accumulo;

- c) è stata sottolineata la necessità di analizzare uno scenario “STMG” che tenga conto delle effettive richieste di connessione di produzione da fonti rinnovabili (Terna ha presentato nell’allegato “evoluzione rinnovabile” allo schema di Piano 2021 uno scenario detto sensitivity NT STMG, ottenuto con una variazione, rispetto allo scenario National Trends Italia, della localizzazione geografica delle risorse fotovoltaiche e eoliche in Italia, in linea con le richieste di connessione con soluzione tecnica minima generale);
- d) in relazione al beneficio B19 (emissioni diverse da *greenhouse gas*), è stato indicato che non è corretto prendere a riferimento valori delle esternalità da trasporto come previsto nella metodologia di Terna, trattandosi nel caso di generazione elettrica di emissioni al camino in altezza;
- nell’ambito della consultazione, per quanto riguarda i progetti dello schema di Piano è stato osservato che:
 - a) in considerazione del forte aumento della mancata produzione eolica, serve focalizzazione e velocizzazione degli interventi di rete, e monitoraggio dell’effettiva implementazione di questi interventi da parte del regolatore;
 - b) la realizzazione del secondo polo nell’ambito dell’interconnessione Italia - Montenegro è un intervento a bassa priorità nei prossimi dieci anni, a causa dell’importazione attesa di energia elettrica dall’area balcanica caratterizzata da un parco di generazione basato su impianti a lignite, incoerente con gli obiettivi di decarbonizzazione;
 - c) l’entrata in esercizio dell’interconnessione Italia - Tunisia dovrebbe essere subordinata alla realizzazione delle altre linee in progetto e in costruzione, che risolvano le congestioni in Sicilia e con le zone limitrofe;
 - d) la progettata spesa di quasi duecento milioni di euro, a carico dei clienti finali, per realizzare l’interconnessione di poche migliaia di punti di prelievo nelle isole di Favignana e del Giglio sia ingiustificata;
 - e) dovrebbe essere valutato se ogni progetto del Piano di Sviluppo possa essere migliorato usando una soluzione a bassa intensità di capitale e di rapida realizzazione (come *dynamic line rating* o compensatori serie), eventualmente anche in sostituzione di progetti tradizionali;
- nell’ambito della consultazione, numerose osservazioni hanno riguardato eventuali elementi di rete per il controllo della tensione e la gestione dell’energia reattiva, in particolare:
 - a) è stato espresso disaccordo con gli interventi Terna per servizi di rete in particolare per energia reattiva (ad esempio, compensatori sincroni);
 - b) è stato indicato che la realizzazione di nuovi interventi infrastrutturali, quali ad esempio reattori, compensatori sincroni e STATCOM, è contraria all’articolo 40 della direttiva 944/2019;

- c) è stata sottolineata la fondamentale importanza che Terna si approvvigioni degli *asset* utili a fornire il servizio di regolazione di tensione tramite procedure concorsuali;
- d) è stato richiesto di effettuare analisi costi benefici sui nuovi dispositivi funzionali al controllo della tensione e di presentare i risultati dell'analisi nel Piano di Sviluppo;
- a seguito delle osservazioni ricevute, Terna ha contro-osservato che:
 - a) Terna valuterà la modalità più opportuna per predisporre un aggiornamento annuale sullo stato di avanzamento dei principali progetti di sviluppo della rete;
 - b) il prossimo piano di sviluppo verrà pubblicato nel 2023 e si baserà su scenari in linea con il Green Deal (da pubblicare entro il 2022 nel prossimo Documento di Descrizione degli Scenari 2022). Per il PdS 2021 non è stato possibile tenere in considerazione i nuovi target rinnovabili, considerando che il pacchetto legislativo UE "Fit-for-55" è stato approvato solo a luglio 2021 e che altri dossier legislativi (es. Renewable Energy Directive III) sono ancora in fase di negoziazione;
 - c) al fine di coinvolgere gli stakeholder interessati, nel processo di definizione degli scenari congiunti Terna-Snam sono previsti dei momenti di confronto tramite l'organizzazione di sessioni pubbliche *ad hoc*;
 - d) in riferimento alla richiesta di inserimento dell'andamento storico della percentuale di energia eolica limitata sul totale dell'energia eolica prodotta, Terna valuterà di includere tale dettaglio nella prossima edizione al PdS, si rappresenta comunque la necessità di perseguire un corretto equilibrio di una narrazione chiara e sintetica;
 - e) in relazione agli interventi di prima interconnessione con isole, potrebbero essere considerati una serie di benefici indotti che non sono valorizzati come ad esempio: riduzione emissioni legata a trasporto carburante sull'isola, approvvigionamento idrico tramite dissalatori e conseguente abbattimento di emissioni legate al trasporto dell'acqua da navi cisterna, maggiore attrattività turistica, maggiore opportunità di elettrificazione dei consumi (sia interni, sia legati ai trasporti da/per l'isola), maggiore utilizzo di pompe di calore o di colonnine elettriche.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO LE ATTIVITÀ DI ANALISI DELLE CAPACITÀ DI TRASPORTO OBIETTIVO:

- le valutazioni qui presentate riguardano le attività di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo;
- l'approccio di pianificazione dello sviluppo della rete non si basa esclusivamente sull'applicazione dell'analisi costi benefici (ACB) agli interventi di sviluppo, ma è anche supportato dall'identificazione delle esigenze del sistema elettrico; tale attività – indicata da ENTSO-E con il termine "*identification of system needs*" – trova applicazione in Italia nel rapporto capacità obiettivo 2020, che Terna ha

predisposto a seguito della richiesta dell’Autorità nella deliberazione 698/2018/R/EEL. La capacità obiettivo è il livello di capacità che sarebbe efficiente realizzare, poiché caratterizzato da benefici marginali superiori ai costi marginali. Oltre la capacità obiettivo, invece, i costi sono superiori ai benefici, rendendo sub-ottimale un ulteriore rinforzo;

- il rapporto capacità obiettivo 2020 ha identificato i seguenti principali risultati per le espansioni di capacità entro il 2030:
 - a) le esigenze di sviluppo alle interconnessioni sono mitigate nello scenario *Business as Usual* (BAU), con capacità obiettivo che, prima dell’applicazione dell’approccio c.d. di *least regret* che combina i risultati dei due scenari, risultano inferiori nel BAU 2030 rispetto allo scenario PNIEC;
 - b) risulta economicamente efficiente investire in una ulteriore espansione della capacità alla frontiera settentrionale: anche successivamente all’incremento di capacità di 1200 MW associato all’entrata in esercizio dell’HVDC Italia - Francia e di circa 400 MW per i due collegamenti con l’Austria (al Brennero e al Passo Resia), sarebbero utili ulteriori 1300 MW;
 - c) non risulta appropriato effettuare significativi investimenti alla “frontiera est” (Slovenia +100 MW; Croazia +25 MW, Grecia +25 MW, Montenegro 0);
 - d) è prevista forte esportazione dall’Italia alla Tunisia, verso cui sarebbe economicamente giustificabile un incremento di capacità di 650 MW;
 - e) sono presenti esigenze di rinforzo nella zona centro-settentrionale (sezioni Nord - Centro Nord e Centro Nord - Centro Sud) in misura relativamente contenuta (+400 MW);
 - f) si riscontra una significativa esigenza di maggiore connessione con la Sardegna (+1800 MW su tutte le sezioni);
 - g) è opportuno il rinforzo delle connessioni della zona Centro Sud (+950 MW verso zona Sud e +700 MW verso Sicilia);
- il rapporto TYNDP *System Needs* 2020, relativo al solo scenario *National Trends*, ma con analisi fino all’anno orizzonte 2040, indica che:
 - a) alla frontiera settentrionale, oltre agli incrementi di 1600 MW per i progetti in corso di realizzazione con Francia e Austria, sarebbero utili ulteriori 4700 MW, la maggior parte dei quali già entro il 2030;
 - b) ci sono alcune opportunità di investire alla frontiera orientale (Montenegro +600 MW entro il 2030, Grecia +1000 MW tra il 2030 e il 2040);
 - c) risulta opportuna ulteriore interconnessione con Malta (+500 MW);
 - d) non è considerata l’interconnessione con la Tunisia.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO I PRINCIPALI IMPATTI DELLO SCHEMA DI PIANO 2021:

- lo schema di Piano 2021 indica “*un piano di investimenti di lungo termine di oltre 18 miliardi di euro nei prossimi 10 anni*”, ancora in crescita rispetto agli oltre 12

miliardi di euro del Piano 2018 e ai 13 miliardi di euro dello schema di Piano 2019 e agli oltre 14 miliardi di euro dello schema di Piano 2020, nonché rispetto al Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima che ha quantificato per le reti di trasmissione la necessità di investimenti per un ammontare di circa 13 miliardi di euro;

- lo schema di Piano 2021 indica i seguenti benefici o impatti positivi, cumulati:
 - a) un incremento nel breve termine della capacità di interconnessione con l’estero di circa 1500 MW (1200 MW Francia, oltre 300 MW con l’Austria), per effetto degli interventi 3-P HVDC “Piossasco-Grand’Ile”, 100-I Nauders-Glorenza e 208-P Prati di Vizzè-Steinach;
 - b) possibili incrementi di circa 700 MW di capacità di interconnessione alla frontiera austriaca, per effetto di investimenti già valutati positivamente;
 - c) ulteriori possibili incrementi di circa 4000 MW di capacità di interconnessione con l’estero (1200 MW Svizzera, 1000 MW Slovenia, 600 MW Montenegro, 500 MW Grecia, 600 MW Tunisia) associati o a interventi alla prima presentazione in uno schema di Piano (Svizzera e Grecia) o a interventi su cui sono state poste specifiche condizioni nei precedenti pareri dell’Autorità (Slovenia, Montenegro e Tunisia);
 - d) incremento dei limiti di transito tra zone italiane interne di circa 8000 MW (progetti Colunga - Calenzano, HVDC Centro Sud - Centro Nord, rimozione limitazioni Centro Nord - Centro Sud, Deliceto - Bisaccia, Foggia - Villanova, Montecorvino - Benevento, Aliano Montecorvino / Elettrodotto 380 kV Area Nord Benevento, riassetto rete Nord Calabria, Bolano – Paradiso, HVDC Continente - Sicilia e HVDC Sicilia - Sardegna, SA.CO.I. 3);
 - e) miglioramenti in termini di adeguatezza;
 - f) una maggiore potenza FER connettabile alla rete stimata in circa 40 GW al 2030;
 - g) una diminuzione delle perdite di energia per circa 2.000 milioni di kWh all’anno;
 - h) una riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera per circa 5,6 milioni di tonnellate/anno nello scenario *National Trends* Italia e significativamente minore per lo scenario BAU, per effetto del miglioramento del mix produttivo e delle minori perdite di rete;
 - i) la dismissione di infrastrutture obsolete per una consistenza rimossa pari a 4.600 km.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO IL COLLEGAMENTO HVDC SICILIA-CONTINENTE:

- le seguenti considerazioni riguardano specificamente l’HVDC Sicilia-Continente nell’ambito dell’intervento codice 723-P;
- Terna ha trasmesso all’Autorità a agosto 2021 un rapporto di analisi costi benefici del collegamento HVDC Sicilia-Continente (arco *East Link*), sottoposto a consultazione pubblica congiuntamente allo schema di Piano 2021;

- lo IUS (indicatore di utilità per il sistema elettrico italiano, pari al rapporto tra benefici attualizzati e costi attualizzati) dell'arco *East Link* è pari a 2,5 - 2,8 nello scenario National Trends Italia, a seconda che si faccia riferimento, rispettivamente, ai soli benefici base della metodologia ACB (dal B1 al B7), o ai benefici totali (che includono, in aggiunta, anche gli impatti in termini di emissioni GHG e di emissioni non-GHG);
- lo IUS (indicatore di utilità per il sistema elettrico italiano, pari al rapporto tra benefici attualizzati e costi attualizzati) dell'arco *East Link* è pari a 1,5 - 1,6 nello scenario BAU, facendo riferimento rispettivamente ai soli benefici base o ai benefici totali;
- in entrambi gli scenari i benefici totali sono significativamente superiori nelle simulazioni relative all'anno studio 2040 (circa il 60%-65% in più rispetto ai benefici nell'altro anno studio, il 2030);
- i benefici più significativi sono la riduzione dei costi dei servizi di dispacciamento (mediamente pari a poco meno del 50% dei benefici totali) e alla riduzione dei costi sostenuti per essenzialità (mediamente poco più del 20% dei benefici totali);
- la realizzazione della linea 602-P Chiaramonte Gulfi – Ciminna, attualmente prevista al 2026, è indicata necessaria per “*garantire il pieno sfruttamento del T-Link in ogni condizione operativa*”. Inoltre, Terna indica che il nuovo elettrodotto 380 kV Caracoli - Ciminna (pianificato a partire dal Piano di Sviluppo 2020 e attualmente previsto al 2030) consente lo sfruttamento del T-Link alla piena potenza, mentre l'assenza del collegamento Caracoli - Ciminna, non consentirebbe una gestione più efficace dei flussi sulla rete 220 kV della Sicilia occidentale, che in condizione di indisponibilità di elementi di rete sarebbe interessata da elevati sovraccarichi e conseguenti rischi per l'esercizio;
- infine, il rapporto di Terna presenta sinteticamente uno studio riguardo i costi sistemici di due configurazioni alternative che consentono l'esercizio adeguato dei sistemi insulari in termini di Energia Non Fornita e di fabbisogno di riserva non coperto a salire; secondo i calcoli di Terna, la configurazione con *Tyrrhenian Link* completo consentirebbe una riduzione di circa 400 milioni di euro di costo totale attualizzato rispetto alla configurazione “solo *West Link*” e maggiore capacità di generazione termica (che si caratterizza per maggiore “taglio di rinnovabili” dovuto alla c.d. *overgeneration*).

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO IL SECONDO POLO DELL'INTERCONNESSIONE ITALIA - MONTENEGRO:

- le seguenti informazioni riguardano il secondo polo dell'intervento di interconnessione tra Italia e Montenegro, investimento codice 401-P;
- con il parere 862/2017/I/EEL l'Autorità aveva richiesto una analisi costi-benefici del solo secondo polo del collegamento di interconnessione tra Italia e Montenegro da trasmettere all'Autorità entro il 30 aprile 2018, analisi successivamente posta in consultazione pubblica;

- con il parere 674/2018/I/EEL l’Autorità aveva previsto che l’intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell’ambito dell’interconnessione Italia - Montenegro, codice 401-P, fosse separato dal primo polo e posto “in valutazione”, alla luce della condizionalità indicata da Terna relativamente allo sviluppo delle reti e dei mercati elettrici nei Balcani, della limitata utilità per il sistema elettrico italiano e delle osservazioni critiche riguardo lo sviluppo di tale secondo polo ricevute in sede di consultazione pubblica;
- l’attività di verifica degli esperti indipendenti sulla ACB del secondo polo ha evidenziato che:
 - a) l’indicatore IUS (B/C) base risulta inferiore a 1 sia nello scenario *Sustainable Transition* (ST), sia nello scenario *Distributed Generation* (DG) dello schema di Piano 2018 / del TYNDP 2018;
 - b) l’indicatore IUS relativo all’intera gamma di benefici risulta 1,0 nello scenario ST e 1,2 nello scenario DG, dopo che il verificatore ha rettificato diverse ipotesi adottate da Terna e, in particolare, i coefficienti di valorizzazione del beneficio B18 adottando i valori medi di costo sociale della CO2 definiti dalla Banca Europea degli Investimenti (BEI);
- negli schemi di Piano 2019 e 2020 Terna non ha dato seguito alla richiesta dell’Autorità di separare il secondo polo rispetto al primo polo entrato in esercizio il 28 dicembre 2019;
- nel TYNDP 2020 è stata presentata l’analisi del solo secondo polo: il costo stimato di investimento è pari a 362 milioni di euro, la data di entrata in esercizio attesa è il 2026, si indica stretta correlazione con i progetti Transbalkan (codice TYNDP 227) e Mid Continental East (codice TYNDP 144), che prevedono rinforzi (ripetutamente posticipati) delle reti elettriche dei Balcani;
- con il parere 574/2020/I/EEL l’Autorità ha richiesto che l’intervento di sviluppo relativo al secondo polo fosse separato dal primo polo e posto “in valutazione”, ossia senza attività realizzative nell’orizzonte di Piano decennale
- nello schema di Piano 2021:
 - a) Terna ha modificato il perimetro dell’investimento codice 401-P, circoscrivendolo al completamento del secondo polo HVDC da 600 MW del collegamento bipolare Italia-Montenegro e a interventi di razionalizzazione delle reti 132 kV e 150 kV;
 - b) Terna ha escluso l’intervento in oggetto dalla rete base, cosicché le simulazioni effettuate per gli altri interventi di sviluppo al fine di valutare le analisi costi benefici sono svincolate da tale interconnessione;
 - c) il costo di investimento del secondo polo è stimato in 345 milioni di euro;
 - d) l’analisi costi benefici indica che, sia nello scenario *National Trends* Italia, sia nello scenario BAU, i benefici base attualizzati risultano leggermente inferiori rispetto ai costi dell’intervento;
 - e) l’inclusione nel calcolo dei benefici collegati alle emissioni migliora invece, anche in modo significativo nello scenario BAU, il bilancio costi-benefici dell’intervento;

- come già indicato, il rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo 2020 non evidenzia l'opportunità di incrementare la capacità di trasporto alla frontiera "est" entro il 2030, se non per poche decine di MW nei calcoli di Terna, che comunque non interessano il confine con il Montenegro.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO L'INTERCONNESSIONE HVDC ITALIA-SLOVENIA:

- le informazioni qui presentate riguardano il collegamento di interconnessione HVDC Italia - Slovenia (codice 200-I);
- tale progetto, in Italia, è in autorizzazione, dal 13 settembre 2012, data in cui è stata avviata la richiesta ai sensi della legge 239/2004;
- lo schema di TYNDP 2020 indica che il progetto è tuttora "*under consideration*" (*under study*) e non ha avviato il procedimento autorizzativo lato Slovenia;
- il foglio di lavoro di ENTSO-E relativi ai progetti per il TYNDP 2022 indica che il progetto ha data previsto di completamento 2040 ed è "*under consideration*";
- lo schema di Piano 2021 indica che "*per tenere in considerazione il parere ARERA 574/2020/I/EEL, Terna ha escluso l'intervento di sviluppo in oggetto dalla rete base*";
- le analisi dei benefici dell'intervento evidenziano un incremento dei benefici negli scenari *National Trends* Italia e BAU, rispetto alle simulazioni nei precedenti schemi di Piano;
- a seguito di verifiche condotte dagli Uffici dell'Autorità, applicando ipotesi standardizzate di analisi economica, il calcolo degli indicatori sintetici di ACB per l'intervento non corrisponde alle indicazioni di costo e di beneficio presentate nello schema di Piano 2021;
- inoltre, l'analisi costi benefici è affetta dalle incertezze sulla data attesa di entrata in esercizio, considerando il potenziale posticipo dell'intervento al 2040, come indicato nella lista progetti del TYNDP 2022;
- sulla base del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo 2020 di Terna e "*system needs*" europei, non risultano opportunità di sviluppare progetti al confine sloveno (salvo poche decine di MW nei calcoli di Terna);
- sulla base delle informazioni nello schema di TYNDP 2020, attività sulle reti esistenti e sui *phase shifter transformer* consentirebbero un incremento di capacità di 400 MW;
- lo schema di Piano 2021 indica che "*si sta valutando un efficientamento del progetto attraverso lavori di rimozione limitazioni della porzione di rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla rete della Slovenia adeguando i dispositivi per la regolazione dei flussi di potenza*";
- al confine sloveno è possibile la realizzazione di due *merchant lines*, Dekani - Zaule e Vrtojba - Redipuglia, la cui richiesta di esenzione è stata accettata, con decisione della Commissione Europea C(2014) 9904 del 17 dicembre 2014 e successive proroghe.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO L'INTERVENTO SA.CO.I. 3:

- le seguenti informazioni riguardano l'intervento SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice identificativo 301-P;
- lo schema di Piano 2021 indica il completamento dell'opera principale previsto nel 2026 (era 2023 nel Piano 2018 e 2024 nello schema di Piano 2020) e un costo di investimento per l'Italia di 796 milioni di euro (era 674 milioni di euro nel Piano 2018 e 766 milioni di euro nello schema di Piano 2020), specificando che *“i costi indicati non tengono conto dei contributi previsti a carico della parte francese”*;
- riguardo la modifica della data prevista di entrata in esercizio, lo schema di Piano 2021 indica che *“nel corso del 2020 si sono evidenziati ritardi principalmente dovuti al processo autorizzativo lato Italia, che hanno reso necessario posticipare la data di entrata in esercizio del collegamento al 2026”*;
- lo schema di Piano 2021 indica che *“tenuto conto delle richieste pervenute dalle Amministrazioni territoriali, sono risultati necessari aggiornamenti progettuali finalizzati a ottimizzare il layout della Stazione di conversione presso l'impianto RTN di Suvereto (IT) che hanno comportato un incremento di costo”*;
- lo schema di TYNDP 2020 indica un incremento di costo di investimento per l'intero intervento (cioè Italia e Francia) a 900 milioni di euro (nel TYNDP 2018 era 750 milioni di euro, con un'incertezza di +/- 10% per i costi aggiuntivi dovuti a requisiti di sicurezza, ambientali o legali imposti durante il processo di autorizzazione);
- la lista PCI 2021 include il progetto di interesse comune codice 2.4 Interconnessione fra Codrongianos (IT), Lucciana (Corsica, FR) e Suvereto (IT) [attualmente denominata “SACOI 3”];
- la presenza nella lista PCI 2021 consente al progetto SA.CO.I. 3 di poter beneficiare delle misure previste dal regolamento TEN-E, inclusa la possibilità di decisione di allocazione transfrontaliera dei costi di investimento e potenzialmente, a valle di tale decisione, l'accesso a finanziamenti per lavori dal fondo *“Connecting Europe Facility”*.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO L'INTERCONNESSIONE ITALIA - TUNISIA:

- le seguenti informazioni riguardano l'intervento di interconnessione tra Italia e Tunisia, codice identificativo 601-I;
- con il decreto 8 febbraio 2021 il Ministro dello Sviluppo Economico ha approvato il Piano di sviluppo 2018, nei limiti e tenuto conto delle prescrizioni e degli indirizzi riportati nelle premesse del decreto medesimo; in particolare, il Ministro ha ritenuto di porre l'interconnessione Italia - Tunisia in fase di pianificazione, nel rispetto delle condizioni contenute nell'Accordo Intergovernativo del 30 aprile 2019;
- la legge 19 novembre 2021, n. 217, ha ratificato l'Accordo tra il Governo della Repubblica italiana ed il Governo della Repubblica tunisina sullo sviluppo di una

- infrastruttura per la trasmissione elettrica finalizzata a massimizzare gli scambi di energia tra l'Europa ed il Nord Africa, fatto a Tunisi il 30 aprile 2019;
- l'Accordo Intergovernativo del 30 aprile 2019 stabilisce, all'articolo 3, che l'interconnessione è una linea di tipo pubblico la cui realizzazione è soggetta all'ottenimento di un congruo finanziamento da parte della Commissione europea;
 - la lista PCI 2021 include il progetto di interesse comune codice 2.33 Interconnessione fra la Sicilia (IT) e la Tunisia (TU) [attualmente denominata "ELMED"] (codice 3.27 nel quarto elenco dei Progetti di Interesse Comune);
 - la presenza nella lista PCI 2021 consente al progetto Italia - Tunisia di poter beneficiare delle misure previste dal regolamento TEN-E, inclusa la possibilità di decisione di allocazione transfrontaliera dei costi di investimento e potenzialmente, a valle di tale decisione, l'accesso a finanziamenti per lavori dal fondo "*Connecting Europe Facility*";
 - con la deliberazione 176/2020/R/EEL, l'Autorità ha deciso l'allocazione dei costi *cross-border* del progetto, ripartendo il costo di investimento del PCI 3.27 (allora stimato in 600 milioni di euro) in parti uguali tra il gestore del sistema di trasmissione italiano e il gestore del sistema di trasmissione tunisino, nei limiti individuati nell'Allegato A al provvedimento; tali limiti corrispondono a un vincolo al 50% di contributi, come quantificato nella proposta di ripartizione dei costi su base transfrontaliera presentata da Terna, d'intesa con il gestore del sistema di trasmissione tunisino;
 - con la deliberazione 176/2020/R/EEL, l'Autorità ha previsto la possibile revisione della decisione, al verificarsi di specifiche circostanze e, in particolare, in caso di contributo UE inferiore al 50%;
 - il 2 ottobre 2020 la Commissione Europea ha dato notizia dell'assegnazione dei fondi *Connecting Europe Facility* 2020: il progetto Italia - Tunisia non ha ricevuto finanziamenti (rispetto ai 998 milioni di euro disponibili);
 - è attualmente aperto un bando per l'assegnazione dei fondi *Connecting Europe Facility*, con scadenza 1 settembre 2022 e altri bandi sono previsti nei prossimi anni;
 - con il punto 5 della deliberazione 176/2020/R/EEL, l'Autorità ha specificato gli obblighi di comunicazione posti in capo a Terna e STEG, il TSO tunisino, dal regolamento TEN-E e ha richiesto informazioni di monitoraggio del progetto con frequenza annuale (sezione 6 dell'Allegato A alla suddetta deliberazione);
 - nel monitoraggio 2022, Terna e STEG hanno indicato la modifica della soluzione tecnologica (VSC-HVDC rispetto alla precedente scelta di tecnologia LCC-HVDC) e una stima di costo di investimento aggiornata a 850 milioni di euro per effetto del completamento della progettazione preliminare, delle modifiche del contesto economico e della saturazione del mercato di compagnie qualificate per l'implementazione del progetto, nonché alla luce dei costi nei contratti sottoscritti per il *Tyrrhenian Link* e della nuova localizzazione della stazione di conversione AC/DC in Sicilia e dei conseguenti costi per il collegamento terrestre verso la stazione di Partanna;

- nel monitoraggio 2022, Terna e STEG hanno inoltre specificato che circa l'80% dell'incremento di costo rispetto alle precedenti stime (+250 milioni di euro) è determinato da costi aggiuntivi per la realizzazione delle stazioni di conversione;
- le informazioni contenute nello schema di Piano 2021 in tema di costi dell'intervento sono quindi obsolete.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO LE PROPOSTE DI NUOVI INTERVENTI:

- nello schema di Piano 2021 sono proposti 31 nuovi interventi, corrispondenti a un investimento complessivo stimato a circa 2700 milioni di euro;
- gli interventi principali, in termini di costi di investimento, come già indicato nel format per la consultazione pubblica predisposto dall'Autorità sono:

Codice	Nome	Investimento previsto (milioni di euro)
167-N	Razionalizzazione Valchiavenna e Interconnessione Svizzera	1226
554-N	Nuovo HVDC Italia-Grecia (GRITA 2)	750
555-N	Nuovo collegamento 380 kV Bolano Paradiso	105
630-N	Interconnessione Isola di Favignana	100
354-N	Interconnessione isola del Giglio	94,5
352-N	Incremento magliatura rete 132 kV area Amiata	75
553-N	Elettrodotto 380 kV Area Nord Benevento	60
169-N	Riassetto rete tra Tavazzano e Colà	59

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO IL NUOVO HVDC ITALIA GRECIA:

- le seguenti informazioni riguardano la proposta di nuovo intervento HVDC Italia - Grecia, codice identificativo 554-N;
- lo schema di Piano 2021 indica che *“al fine di tragguardare gli obiettivi del PNIEC, garantire l'esercizio della rete in sicurezza e incrementare l'efficienza dei mercati e dei servizi, anche per mezzo della possibilità di abilitare nuove risorse attraverso il coupling del Mercato dei servizi, nei prossimi anni risulterà cruciale l'aumento della capacità di trasporto del Sud attraverso nuove interconnessioni con l'estero. Pertanto, la presenza dell'attuale collegamento HVDC Italia-Grecia, con aree d'impianto già disponibili ad accogliere un secondo collegamento, ha portato ad individuare come intervento di sviluppo efficiente il raddoppio dell'interconnessione (ulteriori 500 MW per un totale di 1000 MW in configurazione bipolare)”*;
- lo schema di Piano 2021 indica l'avvio dei cantieri nel 2026 e l'entrata in esercizio attesa nel 2030;
- come detto in precedenza, le informazioni dal rapporto delle capacità obiettivo di Terna e dal rapporto sui *system needs* del TYNDP 2020 non evidenziano

significative necessità di incrementare la capacità di trasporto alla frontiera “Est” entro il 2030;

- l’analisi dei costi e dei benefici evidenzia benefici poco significativi (rispetto ai costi totali attesi) all’anno studio 2030 (circa 25 milioni di euro all’anno nello scenario *National Trends* Italia e circa 20 milioni di euro nello scenario BAU) e una crescita decisamente significativa dei benefici all’anno studio 2040, soprattutto nello scenario *National Trends* Italia.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO L’INTERCONNESSIONE ISOLA DI FAVIGNANA:

- le seguenti informazioni riguardano l’intervento di interconnessione dell’isola di Favignana, codice identificativo 630-N;
- lo schema di Piano 2021 indica che “*attualmente l’isola di Favignana risulta alimentata esclusivamente da gruppi a gasolio, non disponendo di alimentazione dalla rete del continente. Si rileva pertanto la necessità di migliorare la qualità e la continuità del servizio mediante la realizzazione di nuovi collegamenti in alta tensione attraverso l’utilizzo di cavi marini tra Favignana e la RTN siciliana*”;
- lo schema di Piano 2021 indica l’avvio dei cantieri nel 2028 e l’entrata in esercizio attesa nel 2030;
- due risposte alla consultazione hanno sollevato criticità sull’interconnessione proposta, inclusa un’analisi focalizzata sulla valutazione dei benefici;
- in particolare, la valorizzazione adottata per il beneficio energia non fornita è affetta da incertezze nella relativa definizione nella metodologia di analisi costi benefici (Allegato A.74 al Codice di rete); secondo una differente interpretazione del testo, il coefficiente di valorizzazione avrebbe potuto essere 30.000 Euro/MWh invece di 40.000 Euro/MWh;
- Terna ha indicato di aver calcolato la domanda elettrica attesa sulla base di una crescita al 2% rispetto al valore di 15,5 GWh/anno relativo al 2013;
- la domanda elettrica per l’impresa elettrica SEA Favignana, sulla base dei dati comunicati all’Autorità è pari a circa 14 GWh/anno, grossomodo stabile nell’ultimo decennio, salvo una riduzione a 12 GWh/anno nel 2020 per gli impatti dell’emergenza epidemiologica;
- a seguito di specifica richiesta di informazioni, Terna ha indicato che il fabbisogno stimato per l’analisi costi benefici è pari a 22,4 GWh/anno per l’anno studio 2030 e 24,7 GWh/anno per l’anno studio 2040;
- alla luce della attuale domanda elettrica, è possibile stimare un costo medio di trasmissione dell’energia (LCOE) - ossia escluso il costo di approvvigionamento dell’energia - significativamente superiore a 500 euro/MWh;
- l’alimentazione delle isole minori non interconnesse tramite energia rinnovabile e approcci c.d. *smart grid* è oggetto di significativi stanziamenti economici, nel quadro dei Decreti Ministeriali del 14 febbraio 2017 e del 25 novembre 2021; e in particolare all’isola di Favignana sono state aggiudicate ulteriori risorse con il Decreto del Direttore Generale per l’Approvvigionamento, l’Efficienza e la

Competitività Energetica del Ministero della Transizione Ecologica del 21 gennaio 2022.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO L'INTERCONNESSIONE ISOLA DEL GIGLIO:

- le seguenti informazioni riguardano l'intervento di interconnessione dell'isola del Giglio, codice identificativo 354-N;
- lo schema di Piano 2021 indica che *“attualmente l'isola del Giglio risulta alimentata esclusivamente da gruppi a gasolio, non disponendo di alimentazione dalla rete del continente. Si rileva pertanto la necessità di migliorare la qualità e la continuità del servizio, nonché di ridurre le emissioni inquinanti mediante la realizzazione di nuovi collegamenti in Alta Tensione attraverso l'utilizzo di cavi marini tra l'isola del Giglio e la RTN Toscana”*;
- lo schema di Piano 2021 indica l'avvio dei cantieri nel 2028 e l'entrata in esercizio attesa nel 2030;
- la domanda elettrica dell'isola del Giglio, sulla base dei dati comunicati all'Autorità è pari a circa 8 GWh/anno, grossomodo stabile nell'ultimo decennio;
- a seguito di specifica richiesta di informazioni, Terna ha indicato che il fabbisogno stimato per l'analisi costi benefici è pari a 15,9 GWh/anno per l'anno studio 2030 e 20,0 GWh/anno per l'anno studio 2040;
- alla luce della attuale domanda elettrica, è possibile stimare un costo medio di trasmissione dell'energia (LCOE) - ossia escluso il costo di approvvigionamento dell'energia - di poco superiore a 1000 euro/MWh;
- l'alimentazione delle isole minori non interconnesse tramite energia rinnovabile e approcci c.d. *smart grid* è oggetto di significativi stanziamenti economici, nel quadro dei Decreti Ministeriali del 14 febbraio 2017 e del 25 novembre 2021.

CONSIDERATO CHE, RIGUARDO LE PROPOSTE DI VARIAZIONE DI AMBITO RTN:

- l'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo 79/99 prevede che il Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (oggi Ministro della Transizione Ecologica) determini, sentiti l'Autorità e i soggetti interessati, l'ambito della RTN;
- con decreto 25 giugno 1999 il Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, acquisito il parere dell'Autorità, ha determinato l'ambito della RTN;
- in linea con le modalità per la determinazione dell'ambito della RTN definite dal decreto 25 giugno 1999, acquisiti i relativi pareri dell'Autorità, con successivi decreti detto ambito è stato aggiornato dal Ministro delle Attività Produttive (ora Ministro della Transizione Ecologica);
- ai sensi dell'articolo 2 del decreto 23 dicembre 2002, eventuali proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti sono inserite nel Piano di sviluppo, precisando *“modalità di acquisizione e condizioni economiche preventivamente concordate con il soggetto avente la disponibilità degli elementi in questione”*;

- ai sensi del Capitolo 2 del Codice di rete, eventuali proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti sono inserite nel Piano di Sviluppo, con le medesime precisazioni di cui al punto precedente;
- lo schema di piano 2021 include 10 proposte di variazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale (9 ampliamenti, relativi a reti 132 kV e la dismissione di una linea a 60 kV);
- le proposte di ampliamento RTN non esplicitano le modalità di acquisizione e le condizioni economiche preventivamente concordate con il soggetto avente la disponibilità degli elementi in questione.

CONSIDERATO, INFINE, CHE, RIGUARDO I PROGETTI DI PROMOTORI DIVERSI DA TERNA:

- l'Autorità, nel parere 674/2018/I/EEL ha previsto di considerare parte integrale e prioritaria del Piano decennale di sviluppo i seguenti progetti di promotori diversi da Terna:
 - a) PCI Verderio (IT) - Sils (CH);
 - b) PCI Somplago (IT) - Wurmlach (AT);
 - c) interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);
 - d) interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT);
- la lista PCI 2021 include il PCI codice 2.14 Interconnessione fra Thusis/Sils (CH) e Verderio Inferiore (IT) [attualmente denominata "*Greenconnector*"];
- il progetto Somplago - Wurmlach, non incluso nella lista PCI 2021, è stato valutato positivamente riguardo l'esenzione, con deliberazione 37/2021/R/EEL;
- le due interconnessioni con la Slovenia sono oggetto di esenzione da circa sette anni.

RITENUTO CHE, IN RELAZIONE A SCENARI E ANALISI COSTI-BENEFICI:

- le valutazioni costi benefici sugli interventi condotte negli scenari BAU e *National Trends* Italia dello schema di Piano 2021 debbano essere considerate con prudenza alla luce di alcune limitazioni di tali scenari, in parte determinate dalle tempistiche di predisposizione degli scenari stessi e del significativo mutamento dello scenario energetico nel corso degli ultimi diciotto mesi (fra cui le misure c.d. fit-for-55);
- in relazione all'applicazione della metodologia di analisi costi benefici rilevano le seguenti considerazioni:
 - a) nel caso di nuove interconnessioni con isole, Terna ha indicato che non è possibile calcolare il beneficio B1 socio-economic welfare; tale affermazione non risulta condivisibile perché, a prescindere dalla definizione delle zone di rete rilevante, nel caso in esame si possono facilmente identificare due zone elettricamente distinte (l'isola e la zona di rete rilevante che viene interconnessa) e quindi è opportuno calcolare un beneficio B1;

- b) nel caso di nuove interconnessioni con isole, il beneficio B4 dovrebbe incorporare esclusivamente il costo evitato per (nuova) capacità di generazione (poiché la variazione di costo di esercizio sarebbe riflessa nell'indicatore B1);
- c) riguardo i benefici B7n e B7z, è condivisibile la presentazione separata di benefici di diversa natura calcolati con differenti simulazioni, ma va richiamato che Terna continua ad applicare la modalità di valorizzazione dei costi di approvvigionamento dei servizi (ossia costi sostenuti da chi fornisce servizi) che comporta un maggiore beneficio relativo al mercato dei servizi di dispacciamento MSD rispetto all'altra modalità prevista dalla deliberazione 627/2016/R/EEL (ovvero la valorizzazione in base ai costi sostenuti da chi fornisce i servizi stessi);
- d) è opportuno approfondire l'osservazione riguardo un differente approccio alla valutazione del beneficio B19 riguardo le emissioni *non greenhouse gas*;
- e) si confermano, come già occorso negli schemi di Piano 2019 e 2020, risultati inattesi nelle analisi economiche di alcuni interventi, potenzialmente dovuti a incertezze nell'applicazione della metodologia;
- gli aspetti di cui al punto precedente vadano approfonditi anche in relazione all'aggiornamento della metodologia di valutazione degli investimenti nelle infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica previsto entro il 24 gennaio 2023 dall'articolo 17, comma 4, del nuovo regolamento TEN-E.

RITENUTO CHE, IN RELAZIONE AGLI INTERVENTI DELLO SCHEMA DI PIANO 2021:

- debba essere associata elevata priorità agli interventi di sviluppo SA.CO.I. 3, HVDC Centro Sud - Centro Nord, HVDC Sicilia - Sardegna, che sono funzionali al raggiungimento degli obiettivi nazionali ed europei declinati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, per quanto possibile sfruttando le possibilità di contenere l'impatto sulle tariffe di trasmissione dell'energia elettrica, in particolare attivando ogni opportuna iniziativa per l'accesso al co-finanziamento degli interventi tramite gli strumenti disponibili;
- gli approfondimenti condotti sull'intervento HVDC Sicilia - Continente abbiano reso più robuste le valutazioni sulla effettiva utilità di tale intervento per il sistema, suggerendo di esprimere parere favorevole;
- sia da perseguire, per quanto possibile, l'accelerazione dell'elettrodotto Caracoli - Ciminna (codice 627-P), al fine di poter sfruttare appieno le potenzialità degli interventi HVDC Sicilia - Sardegna e HVDC Sicilia - Continente;
- in assenza di nuovi elementi significativi rispetto alle valutazioni già condotte sull'intervento "secondo polo Italia - Montenegro" e considerando i) le indicazioni di limitata utilità del secondo polo emerse dalla verifica della ACB condotta dall'esperto indipendente, e ii) le indicazioni del rapporto capacità obiettivo 2020 di limitata utilità per il sistema elettrico nazionale di ulteriori

- sviluppi all'interconnessione est, sia necessario confermare la messa in stato "in valutazione" del secondo polo dell'interconnessione Italia - Montenegro;
- considerati i) il significativo posticipo dell'intervento di interconnessione HVDC Italia - Slovenia indicato da ENTSO-E nel TYNDP 2022, ii) le indicazioni del rapporto capacità obiettivo 2020 di limitata utilità per il sistema elettrico nazionale di ulteriori sviluppi all'interconnessione sulla frontiera est e iii) l'indicazione nello schema di Piano 2021 di un "*efficientamento del progetto attraverso lavori di rimozione limitazioni della porzione di rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla rete della Slovenia adeguando i dispositivi per la regolazione dei flussi di potenza*", sia necessario esprimere parere negativo sull'intervento di interconnessione HVDC Italia - Slovenia, parte dell'intervento codice 200-I;
 - sia necessario esprimere parere negativo alle proposte di interventi di interconnessione 354-N con l'isola del Giglio e 630-N con l'isola di Favignana, alla luce dell'elevato impatto dei costi di tali interconnessioni sul costo medio dell'energia (LCOE) che verrebbe trasmessa a queste due isole, considerando anche che le due isole potrebbero essere interessate da sviluppi di tipo "*smart systems*" con l'integrazione di crescente generazione rinnovabile con accumulo dedicato, con costo medio dell'energia ragionevolmente minore;
 - il parere dell'Autorità sull'interconnessione Italia - Tunisia debba essere allineato a quanto previsto dalla legge 19 novembre 2021, n. 217, di ratifica dell'accordo intergovernativo tra Italia e Tunisia e dalla decisione di *cross-border cost allocation* adottata con deliberazione 176/2020/R/EEL, che ha quantificato nella misura minima del 50% il livello di congruità del finanziamento previsto dall'Accordo intergovernativo del 30 aprile 2019;
 - in considerazione dei recenti sviluppi dello scenario energetico europeo e alla possibilità che il sistema elettrico europeo si possa trovare in situazione di forte *stress* per l'andamento dei prezzi gas, con conseguente utilizzo in importazione dell'interconnessione Italia - Tunisia, sia opportuno verificare l'eventuale interesse delle autorità di regolazione di Francia e Germania (ossia, i paesi che risultavano maggiormente impattati dal progetto nelle analisi propedeutiche alla deliberazione 176/2020/R/EEL di allocazione transfrontaliera dei costi) alla partecipazione ai costi di investimento di tale interconnessione;
 - sia opportuno approfondire, sulla base di scenari aggiornati sullo sviluppo del sistema energetico europeo e delle relative analisi nello schema di Piano 2023, le valutazioni sull'utilità e sull'effettiva urgenza della seconda interconnessione Italia - Grecia, dato che allo stato attuale il rapporto capacità obiettivo 2020 indica limitata utilità per il sistema elettrico nazionale di ulteriori sviluppi all'interconnessione est e le indicazioni di possibile utilità dell'intervento (nel rapporto TYNDP *system needs* 2020 e nella analisi costi benefici dello schema di Piano 2021) sono relative all'anno studio 2040;

RITENUTO, INFINE:

- necessario trasmettere al Ministro della Transizione Ecologica le valutazioni dell’Autorità sullo schema di Piano 2021, a valle del processo di consultazione pubblica e delle osservazioni formulate dai soggetti interessati, come richiamati in premessa;
- opportuno esprimere parere favorevole al seguente intervento per il quale erano stati richiesti approfondimenti nel parere dell’Autorità 574/2020/I/EEL;
 - a) intervento di sviluppo HVDC Sicilia - Continente, parte del progetto codice 723-P;
- opportuno esprimere parere contrario ai seguenti interventi:
 - a) l’intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell’ambito dell’interconnessione Italia - Montenegro, codice 401-P, e opportuno richiedere che sia posto “in valutazione”, ossia senza attività realizzative nell’orizzonte di Piano decennale;
 - b) il progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, parte dell’intervento codice 200-I, per il quale risulta opportuno richiedere che sia posto “in valutazione”;
 - c) il progetto 354-N Interconnessione Isola del Giglio;
 - d) il progetto 630-N Interconnessione Isola di Favignana;
- appropriato rilasciare nulla osta all’approvazione dello schema di Piano 2021 da parte del Ministro della Transizione Ecologica, ad esclusione dei progetti indicati al punto precedente e a ulteriore condizione che:
 - a) per l’intervento SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice 301-P, vengano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive dell’intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
 - b) il progetto di elettrodotto 380 kV Caracoli - Ciminna (codice 627-P) sia anticipato, per quanto fattibile, rispetto alla data di completamento previsto nel 2030;
 - c) la realizzazione dell’intervento di interconnessione Italia - Tunisia, codice 601-I, sia condizionata a un significativo finanziamento da parte della Commissione Europea o, a valle di interesse da parte dei regolatori, da altri sistemi nazionali, da quantificarsi, come specificato nella richiesta di Terna di allocazione transfrontaliera dei costi, in almeno il 50% dei costi di investimento;
 - d) il progetto di nuovo HVDC Italia - Grecia (GRITA2), codice 554-N, sia oggetto di ulteriori approfondimenti e venga valutato in sede di parere sullo schema di Piano di Sviluppo 2023;
- necessario raccomandare a Terna S.p.A., per effetto delle verifiche di conformità ai sensi dell’articolo 43, comma 6, del decreto legislativo 93/11, di analizzare

separatamente, nei futuri schemi di Piani di Sviluppo, l'intervento relativo al secondo polo dell'interconnessione Italia - Montenegro e di non includere tale intervento nelle "reti base" ai fini delle analisi costi benefici;

- opportuno raccomandare elevata priorità agli interventi di sviluppo SA.CO.I. 3, HVDC Centro Sud - Centro Nord e HVDC Sicilia - Sardegna;
- necessario richiedere a Terna S.p.A., per effetto delle verifiche di coerenza ai sensi dell'articolo 36, comma 14-bis, del decreto legislativo 93/11, di includere nei futuri schemi di Piano di Sviluppo una scheda intervento relativa alla seconda interconnessione Italia - Malta, qualora - come attualmente indicato da ENTSO-E - essa venga inclusa nei prossimi TYNDP europei;
- riguardo altri progetti di promotori diversi da Terna, sia opportuno confermare come parte integrale e prioritaria del Piano di Sviluppo i quattro progetti indicati al punto 3 del parere 674/2018/I/EEL;
- opportuno prevedere che il presente parere, formulato a valle di uno specifico processo di consultazione pubblica, per tenere conto delle disposizioni di pubblicità dei risultati di tale consultazione di cui all'articolo 36, comma 13 del decreto legislativo 93/11, sia pubblicato decorsi 20 giorni dalla sua adozione

DELIBERA

1. di trasmettere al Ministro della Transizione Ecologica gli esiti della valutazione dell'Autorità sullo schema di Piano 2021, nei termini di cui al presente provvedimento e in particolare delle relative premesse;
2. di esprimere parere favorevole al seguente intervento per il quale erano stati previsti approfondimenti nel parere dell'Autorità 574/2020/I/EEL:
 - a) intervento di sviluppo HVDC Sicilia - Continente, parte del progetto codice 723-P;
3. di esprimere parere contrario ai seguenti interventi e richiedere che:
 - a) l'intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro, codice 401-P, sia posto "in valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale;
 - b) il progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, parte dell'intervento codice 200-I, sia posto "in valutazione";
 - c) il progetto 354-N Interconnessione Isola del Giglio sia posto "in valutazione";
 - d) il progetto 630-N Interconnessione Isola di Favignana sia posto "in valutazione";
4. di rilasciare nulla osta all'approvazione dello schema di Piano 2021 da parte del Ministro della Transizione Ecologica, ad esclusione dei progetti indicati al punto precedente e a ulteriore condizione che:
 - a) per l'intervento SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice 301-P, vengano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna,

- nonché gli eventuali contributi europei che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive dell'intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
- b) la realizzazione dell'intervento di interconnessione Italia - Tunisia, codice 601-I, sia condizionata a un significativo finanziamento da parte della Commissione Europea o di altri sistemi nazionali, da quantificarsi, come specificato nella richiesta di Terna di allocazione transfrontaliera dei costi, in almeno il 50% dei costi di investimento;
 - c) il progetto di nuovo HVDC Italia - Grecia (GRITA2), codice 554-N, sia oggetto di ulteriori approfondimenti e venga valutato in sede di parere sullo schema di Piano di Sviluppo 2023;
5. di confermare la raccomandazione a Terna S.p.A., ai sensi dell'articolo 43, comma 6, del decreto legislativo 93/11, di analizzare separatamente, nei futuri schemi di Piani di Sviluppo, l'intervento relativo al secondo polo dell'interconnessione Italia - Montenegro, per conformità alle caratteristiche del progetto codice 28 del TYNDP 2020 e di non includere tale intervento nelle "reti base" ai fini delle analisi costi benefici;
 6. di confermare parte integrale e prioritaria del Piano di sviluppo i seguenti progetti di promotori diversi da Terna:
 - a) PCI codice 2.14 Interconnessione fra Thusis/Sils (CH) e Verderio Inferiore (IT), attualmente denominata "Greenconnector";
 - b) interconnessione Somplago (IT) - Wurmlach (AT);
 - c) interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);
 - d) interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT);
 7. di raccomandare elevata priorità agli interventi di sviluppo SA.CO.I. 3, HVDC Centro Sud - Centro Nord e HVDC Sicilia - Sardegna;
 8. di richiedere a Terna S.p.A., ai sensi dell'articolo 36, comma 14-bis, del decreto legislativo 93/11, di includere nei futuri schemi di Piano di Sviluppo una scheda intervento relativa alla seconda interconnessione Italia - Malta, qualora - come attualmente indicato da ENTSO-E - essa venga inclusa nei prossimi TYNDP europei;
 9. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro della Transizione Ecologica e alla società Terna S.p.A.;
 10. di procedere alla pubblicazione del presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it, decorsi 20 giorni dalla sua adozione.

19 luglio 2022

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini